COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Ing. Calima Emoc.

San Isidro, 13 de abril de 2007

COES-SINAC/D-481-2007

Señores Gerentes Generales y Representantes de las Empresas Integrantes del COES-SINAC y de las Empresas de Distribución:

Ing. Manuel Cieza	EEPSA
Ing. Guillermo Cox	ELÉCTRICA SANTA ROSA
Sr. Jesús Hinojosa	EGASA
Ing. Carlos Falconí	EGESUR
Ing. José Griso G.	EDEGEL
Ing. Eduardo Gubbins	CORONA
Ing. Héctor Gutierrez	EGENOR
Ing. Mark Hoffmann	ELECTROANDES
Sr. Dante LaGatta	TERMOSELVA / ETESELVA
Ing. Raúl Tengan	ELECTROPERU
Ing. Ma Jian Guo	SHOUGESA
Ing. Carlos Ariel Naranjo	REP/ ISA PERU/TRANSMANTARO
Ing. Alejandro Ormeño	CAHUA
Dr. Antonio Pinilla	ANTAMINA
Ing. Elvis Salas	EGEMSA
Ing. Jesús Ramírez G.	SAN GABAN
Ing. Fabio Sarmiento	REDESUR
Ing. Julio Villafuerte V.	ENERSUR
Ing. Lucio Vargas S.	ELECTRO PUNO S.A.A.
Ing. Néstor Paredes	EDE CAÑETE S.A.
Sr. Oscar del Corral	COELVISAC
Ing. Ignacio Blanco	EDELNOR S.A.
Ing. Mile Cacic	LUZ DEL SUR
Ing. Américo Portugal	SEAL
Ing. Alberto Pérez	ENOSA
Ing. José Fuentes	ENSA
Ing. Oscar Renteros	HIDRANDINA
Ing. Mario López	ELECTROCENTRO
Ing. Alfredo Guzmán	ELECTRO UCAYALI
Sr. César Luízar	ELECTRO SURESTE
Ing. Mario Blanco	ELECTROSUR
Sr. Manuel Rizo Patrón	ELECTROSURMEDIO

Asunto: **Asignación de responsabilidades por transgresiones a la NTCSE por el evento ocurrido el 21.03.2007 a las 19:18 h.**

De nuestra consideración:

De conformidad con la función asignada al COES en el literal i) del artículo 14º de la Ley Nº 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, les comunicamos la determinación de responsabilidades por transgresiones a la NTCSE por el evento (EV-030-2007) ocurrido el 21.03.2007 a las 19:18 h: Desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla, según el cuadro que se adjunta como Anexo 1. La decisión de asignación de responsabilidades se sustenta en el Informe COES-SINAC/DEV-030-2007 de fecha 13.04.2007 que se encuentra publicado en la página WEB del COES:

http:/ www.coes.org.pe/ Servicios/ Sistema de Información/Análisis de Fallas.

Sin otro particular, hacemos propicia la oportunidad para reiterarle nuestros saludos.

Atentamente,

Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES-SINAC

Adj. Lo indicado.

AVV/FTG-PCh
Cc.: MINEM - DGE, OSINERGMIN, DOA, DEV, DPC

COES SINAC
COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

ANEXO 1

ASIGNACION DE RESPONSABILIDAD POR TRANSGRESIONES A LA NTCSE

ITEM	N° DE INFORME EVENTO EQUIPO	FECHA HORA DEL EVENTO	SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW)	HORA INICIO	HORA FINAL	DURACIÓN (MINUTOS)	ASIGNACION DE RESPONSABILIDAD DE EMPRESAS POR TRANSGRESIONES A LA NTCSE
1	COES-SINAC/DEV-030-2007 Desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla	21.03.07 19:18 h	Doe Run - Local 1 y Local 2	0,40	19:19:00	19:40:00	21,00	EDEGEL 50% COES 50%
			EDN - Chavarría (CH-01)	1,28	19:19:27	20:23:46	64,32	
			EDN - Barsi (K-02)	1,55	19:19:28	20:54:58	95,50	
			EDN - Pando (PA-05)	2,52	19:19:36	21:11:02	111,43	
			EDN - Maranga (MA-11)	2,54	19:19:46	19:55:05	35,32	
			EDN - Barsi (K-21)	1,33	19:20:44	20:55:16	94,53	
			EDN - Barsi (K-09)	2,12	19:20:45	20:54:52	94,12	
			EDN - Pershing (Q-06)	4,30	20:01:12	20:55:04	53,87	
			EDN - Pershing (Q-14)	4,64	20:01:12	20:52:13	51,02	
			EDS - Pachacamac (PA03)	2,99	19:20:20	19:57:14	36,90	
			EDS - Pachacamac (PA04)	4,09	19:20:20	19:57:51	37,52	
			EDS - Pachacamac (PA05)	3,59	19:20:20	20:54:31	94,18	
			EDS - Pachacamac (PA06)	3,60	19:20:20	20:54:50	94,50	
			ELC - Oroya	0,10	19:19:00	19:40:00	21,00	

Continúa....

Ing. ANDRES VARGAS VIA
Jefe División de Evaluación
COES-SINAC
Reg. CIP. 17244

Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES-SINAC

Viene de la página anterior..

ITEM	N° DE INFORME EVENTO EQUIPO	FECHA HORA DEL EVENTO	SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW)	HORA INICIO	HORA FINAL	DURACIÓN (MINUTOS)	ASIGNACION DE RESPONSABILIDAD DE EMPRESAS POR TRANSGRESIONES A LA NTCSE
1	COES-SINAC/DEV-030-2007 Desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla	21.03.07 19:18 h	Minera Yanacocha	0,70	19:18:00	19:21:00	3,00	EDEGEL 50% COES 50%
			Shougang (TL2)	3,60	19:18:00	19:48:00	30,00	
			EDN - Tomás Valle (TV-01)	3,75	19:20:42	19:50:19	29,62	
			EDN - Tomás Valle (TV-02)	3,55	19:20:42	19:50:19	29,62	
			EDN - Tomás Valle (TV-03)	4,01	19:20:42	21:11:24	110,70	
			EDN - Tomás Valle (TV-04)	3,07	19:20:42	19:53:32	32,83	
			EDN - Tomás Valle (TV-05)	3,43	19:20:42	21:10:09	109,45	
			EDN - Tomás Valle (TV-07)	3,79	19:20:42	19:43:59	23,28	
			EDS - Balnearios (Z10)	3,91	19:20:20	19:41:10	20,83	
			EDS - Balnearios (Z14)	2,67	19:20:20	19:41:36	21,27	
			EDS - Balnearios (Z15)	3,34	19:20:20	19:47:21	27,02	
			EDS - Balnearios (Z20)	3,19	19:20:20	19:47:41	27,35	
			EDS - Villa María (VM12)	4,93	19:20:20	19:55:37	35,28	
			EDS - Villa María (VM14)	5,18	19:20:20	19:55:26	35,10	
			ELN - Chiclayo Oeste (C-216)	1,86	19:20:25	19:27:04	6,65	
			Cementos Lima	16,00	19:40:00	20:17:00	37,00	
			Aceros Arequipa	35,00	20:40:00	21:10:00	30,00	

Ing. ANDRES VARGAS VIA
Jefe División de Evaluación
COES-SINAC
Reg. CIP. 17944

Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES-SINAC

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

Lima, 13 de Abril de 2007

COES SINAC/D–482–2007

Señor Ingeniero
Edwin Quintanilla
Gerente General
OSINERGMIN
Presente.-

Asunto: **ADJUNTA INFORME TÉCNICO**

De mi consideración:

De conformidad con lo establecido en el numeral 3.5 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, y 4.2.1.6 a) de la Base Metodológica para la Aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, cumplimos con remitir a usted el siguiente informe técnico relacionado a transgresiones a la calidad del producto y suministro:

Informe N° COES-SINAC/DEV-030-2007 del 13.04.2007 respecto al evento EV-030-2007: Desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla, ocurrido el 21.03.2007 a las 19:18 h.

La asignación de las correspondientes responsabilidades, de conformidad con la función asignada al COES en el literal (i) del artículo 14º de la Ley 28832, ha sido efectuada mediante la comunicación COES-SINAC/D-481-2007, cuya copia le ha sido remitida.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES-SINAC

Adj.: Lo indicado
Cc.:
- DGE/MEM,
- EDEGEL
- DIRECTORES COES-SINAC, DOA, DEV, DPC.

Los informes mencionados en este documento e información complementaria, se encuentran publicados en la página WEB del COES: http:/ www.coes.org.pe; Servicios: Sistema de Información; Sección: Análisis de Fallas.

COES SINAC
COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

INFORME COES-SINAC
DEV-030-2007

EVENTO : Desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla.

FECHA : 21.03.2007

HORA : 19:18 horas

1. DOCUMENTOS CONSIDERADOS EN EL ANÁLISIS:

N°	EMPRESA	INFORME	FECHA DOCUMENTO
1	COORDINADOR	DPC/CCO – 71 IF – 2007	24.03.2007
2	EDEGEL	Informe de Falla	24.03.2007

2. DESCRIPCIÓN DEL EVENTO:

2.1 Desconectó la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla con 150 MW debido a falla en el software del sistema de control.

2.2 Como consecuencia la frecuencia en el SEIN disminuyó desde 60,02 Hz hasta 59,01 Hz activando el esquema de rechazo automático de carga por relés de mínima frecuencia (ERACMF). Seguidamente, la frecuencia se recuperó hasta 59,259 Hz pero no se pudo sostener y nuevamente inició un proceso de disminución alcanzando una frecuencia de 59,005 Hz debido al crecimiento de la demanda en el SEIN y el déficit de reserva para atender ambos sucesos.

2.3 Como consecuencia de la nueva disminución de frecuencia en el SEIN, se activó el ERACMF interrumpiendo un total de 87,98 MW. Asimismo, el Coordinador del SEIN dispuso el rechazo manual de carga del cliente Cementos Lima y dispuso que no suba su carga el cliente Aceros Arequipa, debido al déficit de potencia activa en el SEIN. La unidad TG4 entró en servicio a las 01:33 h del 22.03.2007 operando en ciclo abierto.

3. CONDICIÓN DEL SISTEMA PREVIA AL EVENTO:

3.1 Las unidades TG3 y TG4 de la C.T. Ventanilla se encontraban operando en ciclo abierto, y la unidad TV se encontraba fuera de servicio por un mantenimiento correctivo.

3.2 Las condiciones operativas del SEIN previas al evento fueron las siguientes:

a) Principales centros de generación:

N°	CENTRAL	POT. ACTIVA (MW)	N° de Grupos	Obsrvaciones
1	C.H. Huinco	217,41	4	Asignada para dar 35 MW de RSF.
2	C.H. Mantaro	419,88	7	Asignada para dar 60 MW de RPF; sin embargo esta central realizaba limpieza en el área de represamiento (purga) de Tablachaca.
3	C.T. Santa Rosa (UTI6)	25,41	1	Parcialmente disponible con sólo el 50% de su potencia efectiva.

DIVISION DE EVALUACION V°B° COES - SINAC

4	C.T. Santa Rosa (TG7)	100,68	1	Asignada para dar 10 MW de RPF.
5	C.T. Ventanilla	303,80	2	Las unidades TG3 y TG4 se encontraban operando en ciclo abierto.
6	C.H. Malpaso	43,64	4	Asignada para dar 5 MW de RPF.
7	C.T. Ilo 1	80,06	2	Asignada para dar 5 MW de RPF.
8	C.T. Ilo 2	127,00	1	Asignada para dar 10 MW de RPF.
9	C.H. Carhuaquero	94,30	3	Asignada para dar 8 MW de RPF.

b) Indisponibilidad de unidades de generación por mantenimiento.

Nº	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)
1	Pariac (CH-2)	0,240
2	Pariac (CH-3N)	0,810
3	Pacasmayo (MAN)	1,417
4	Pacasmayo (SZ1)	4,950
5	Pacasmayo (SZ2)	5,680
6	Pacasmayo (SZ3)	5,617
7	Malacas (TG2)	15,018
8	Malacas (TG3)	15,044
9	Charcani II (Central)	0,600
10	Mollendo (GD1)	10,606
11	Dolorespata (ALCO1)	1,779
12	Ventanilla (TV)	169,68
13	Chimbote (TG3)	21,469
14	Paita (EMD2)	2,028
15	Paita (SKD1)	0,881
16	Piura (GMT2)	4,586

Nº	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)
17	Piura (MIR1)	1,332
18	Piura (MIR4)	1,823
19	Piura (MIR5)	1,833
20	Sullana (ALC1)	2,172
21	Aricota I (G2)	11,30
22	Calana (Central)	25,506
23	Yaupi (Central)	104,929
24	Restitución (G2)	70,83
25	Tumbes (Central)	18,142
26	Yarinacocha (WAR2)	6,227
27	Yarinacocha (WAR3)	6,264
28	Ilo 1 (CAL_B2)	21,00
29	San Nicolás (TV1)	19,026
30	San Nicolás (TV2)	19,448
31	Santa Rosa (UTI6)_50%	26,895
	TOTAL	**597,132**

Nota: Con la indisponibilidad del caldero Nº2 de la C.T. Ilo 1, quedó indisponible la unidad TV2 de esta central.

4. SECUENCIA CRONOLÓGICA DE EVENTOS:

HORA	S. E.	DESCRIPCIÓN
21/03/2007		
19:18	Ventanilla	Desconectó la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla.
19:18	SEIN	La mayoría de las unidades térmicas que constituyen la reserva fría del SEIN se encontraban en servicio.
19:19	CCO-COES	Coordinó con el CC-ELP subir la generación de la C.H. Mantaro, pero el CC-ELP informó que no podía subir su generación.

19:30	CCO-COES	Coordinó con el CC-TER rechazar manualmente carga en las instalaciones de su cliente Cementos Lima.
19:40	Atococongo	El cliente Cementos Yura informó que disminuyeron su carga de 30 a 14 MW.
19:40		Se inició la recueperación progresiva de la carga interrumpida.
20:40	CCO-COES	Coordinó con el CC-ELP para que su cliente Aceros Arequipa no tome el total de su carga.
21:08		Se completó la recuperación total de los suministros residenciales interrumpidos.
21:17	CCO-COES	Coordinó con el CC-TER para que su cliente Cementos Lima recupere su carga interrumpida.
21:30	CCO-COES	Coordinó con el CC-ELP para que su cliente Aceros Arequipa recupere su carga interrumpida.
22/03/2007		
01:33	Ventanilla	En servicio la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla.

5. SEÑALIZACIÓN DE LAS PROTECCIONES:

S. E.	EQUIPO	CODIGO	SEÑALIZACIONES	INT	A/C
Ventanilla	TG4		La empresa EDEGEL no reportó.		A

6. ANÁLISIS DEL EVENTO:

6.1 A las 19:18:38 h del 21.03.2007 desconectó la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla con 150 MW debido a una falla en *el software* del sistema de control.

6.2 Con la desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla la frecuencia en el SEIN disminuyó desde 60,02 Hz hasta 59,01 Hz (ver Figura 1), activando el ERACMF debido al desbalance de potencia activa por la pérdida de 150 MW.

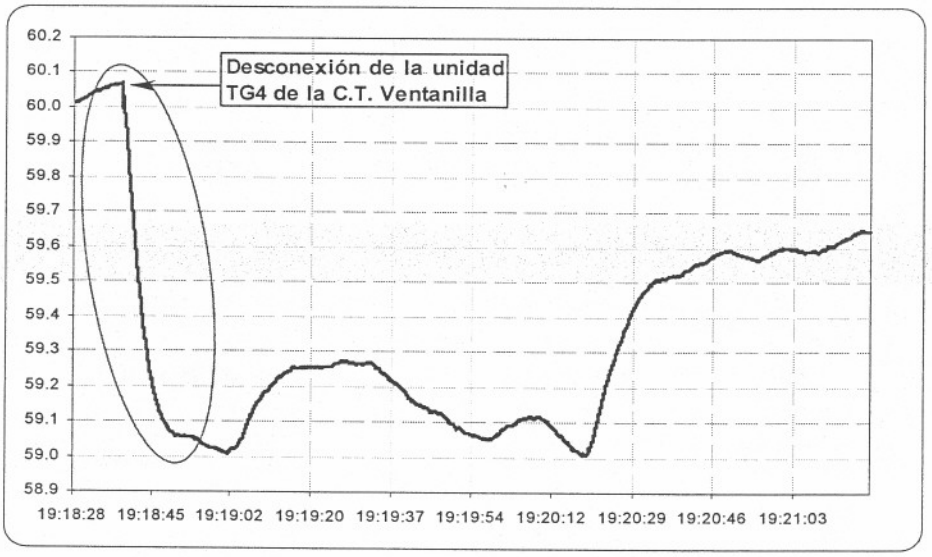

Figura 1. Frecuencia en el SEIN registrado en el CCO-COES (GPS Lima).

Evaluacion de la Reserva Primaria de Frecuencia (RPF)

6.3 De acuerdo al programa diario, durante el periodo en que ocurrió el evento estuvo asignado 98 MW para ejercer RPF, los cuales fueron distribuidos en las centrales hidraúlicas Mantaro (60 MW), Carhuaquero (8 MW) y Malpaso (5 MW) y en las centrales térmicas Ilo-1 (5 MW) e Ilo-2 (10 MW) y a la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa (10 MW). Por otro lado, a la C.H. Huinco le fue asignada con 35 MW para la RSF.

6.4 Durante el evento, la C.H. Mantaro **no respondió** de acuerdo a lo asignado (ver Figura 2), debido a la limitación que tenía esta central por encontrarse en limpieza del área de represamiento (purga) en la presa de Tablachaca. Cabe resaltar que esta limitación era de conocimiento del CCO-COES ya que en eventos ocurridos en el mes de marzo del 2007 se evidenció esta limitación.

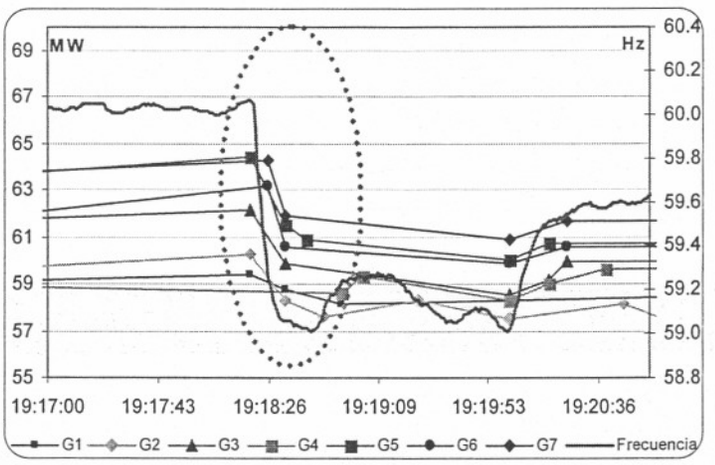

Figura 2. Respuesta de los grupos de la C.H. Mantaro durante el evento.

6.5 La C.H. Cahuaquero fue asignada con 8 MW de RPF, sin embargo sólo respondió con 5,04 MW (ver Figura 3), debido a que no tenía margen cuando aumentó la demanda en el SEIN (se encontraba en la pendiente de toma de carga de la hora punta).

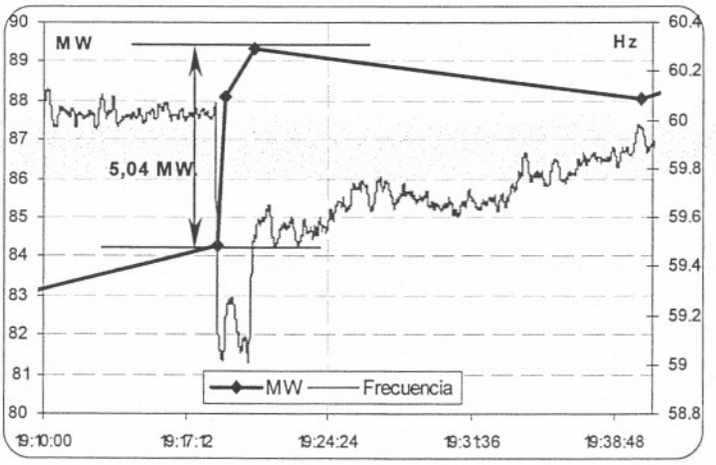

Figura 3. Respuesta de la C.H. Carhuaquero durante el evento.

6.6 La C.H. Malpaso fue asignada con 5 MW de RPF, respondiendo con 4,23 MW (ver Figura 4), ya que sólo contaba con ese margen debido al aumento de la demanda en el SEIN (estaba en la pendiente de toma de carga de la hora punta).

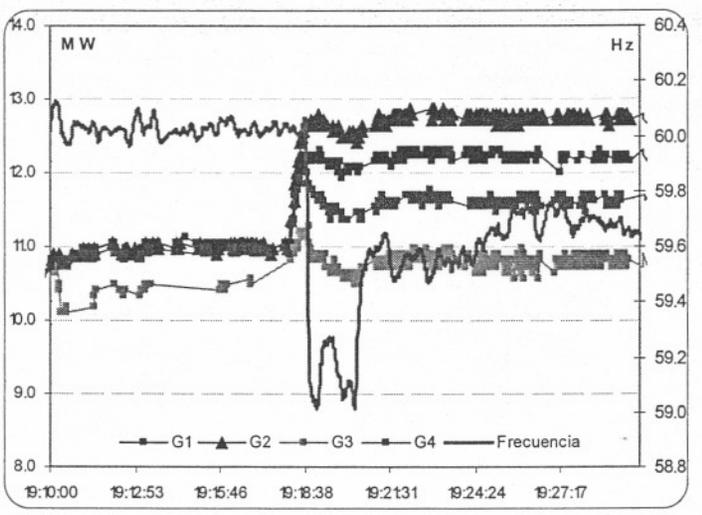

Figura 4. Respuesta de los grupos de la C.H. Malpaso durante el evento.

6.7 En la Figura 5, se observa la respuesta de las unidades TV3 y TV4 de la C.T. Ilo 1 las cuales fueron asignadas para aportar 5 MW de RPF. Sin embargo, la respuesta de las unidades mostraron un comportamiento totalmente opuesto; aportando la unidad TV3 8,69 MW, mientras que la unidad TV4 disminuyó su generación en 10,48 MW, dando como resultado un aporte nulo en la C.T. Ilo-1 respecto de lo asignado.

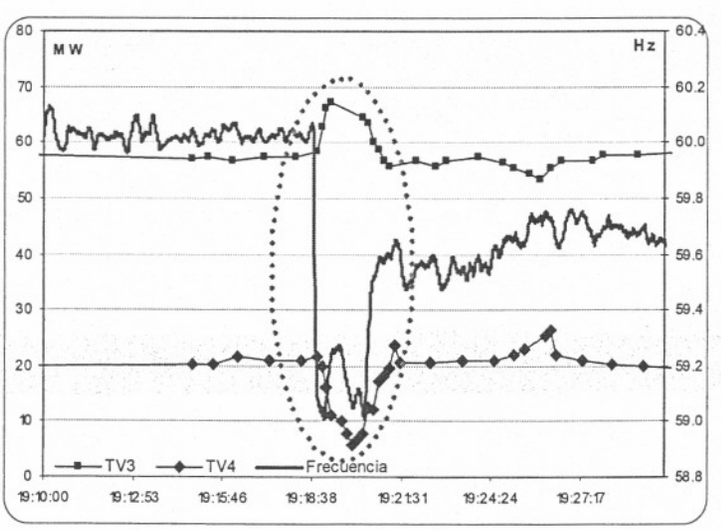

Figura 5: Respuesta de las unidades de la C.T. Ilo 1 durante el evento.

6.8 En la Figura 6 se observa la respuesta de la unidad TV21 de la C.T. Ilo 2, la cual aportó 8,18 MW de RPF de los 10 MW asignados. Luego 1,5 minutos esta unidad presentó un descenso en su generación ya que no pudo sostener la RFP entregada, llegando hasta

un valor 111,63 MW. Luego de unos segundos, nuevamente subió su potencia hasta 125 MW por acción manual del operador.

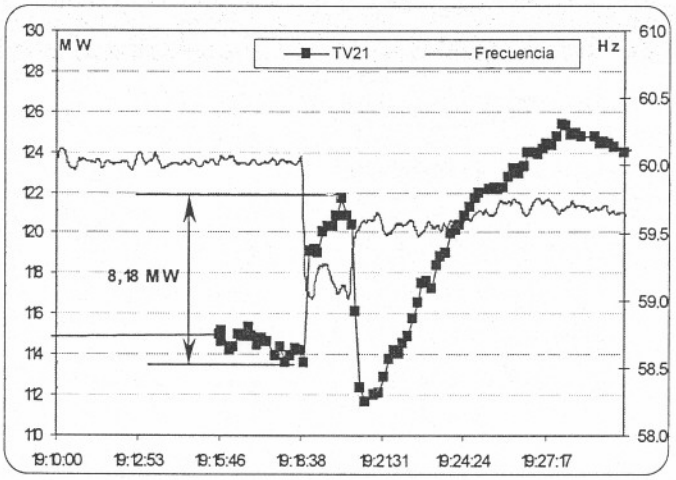

Figura 6. Respuesta de la C.T. Ilo 2 durante el evento.

6.9 En la Figura 7 se observa la respuesta de la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa, la cual subió su generación hasta 17,11 MW por la acción transitoria de la máquina y luego de 1,33 minutos la potencia se estabilizó en 109,58 MW, al mantenerse su RPF aportando alrededor de 10 MW.

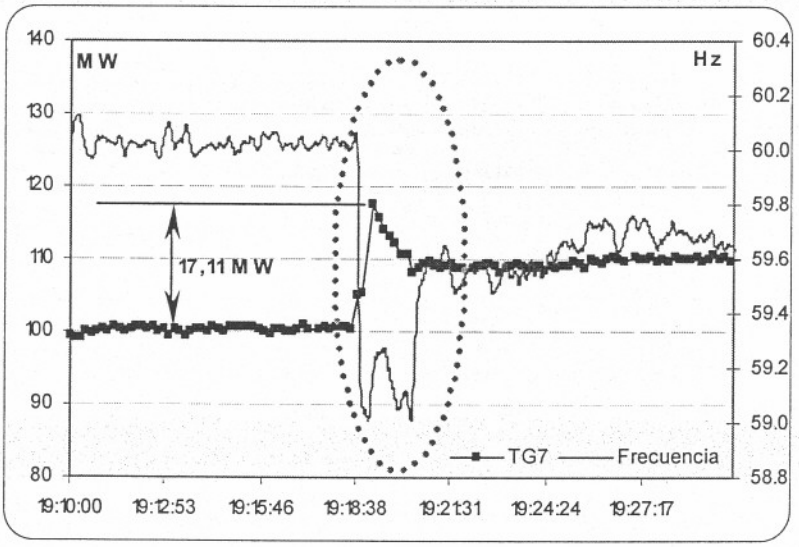

Figura 7. Respuesta de la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa.

6.10 En el Cuadro 1 se muestra la comparación de la RPF asignada y la RPF ejecutada, resultando una deficiencia de 63,44 MW. Este déficit de reserva corresponde al valor asignado inapropiadamente a la C.H. Mantaro, por encontrarse efectuando trabajo de purga. Sin embargo, la C.H. Huinco que estaba asignada con 35 MW para ejercer la RSF, respondió con 38,03 MW aliviando en parte el déficit de la RPF (ver Figura 8).

Cuadro 1. Resumen de la RPF Asignada y la RPF Ejecutada

Central	RPF	
	MW - Asignada	MW - Ejecutada
Mantaro	60,00	0,00
Carhuaquero	8,00	5,04
Malpaso	5,00	4,23
Ilo 1 (TV3 y TV4)	5,00	0,00
Ilo 2	10,00	8,18
TG7 - Sta Rosa	10,00	17,11
TOTAL	**98,00**	**34,56**

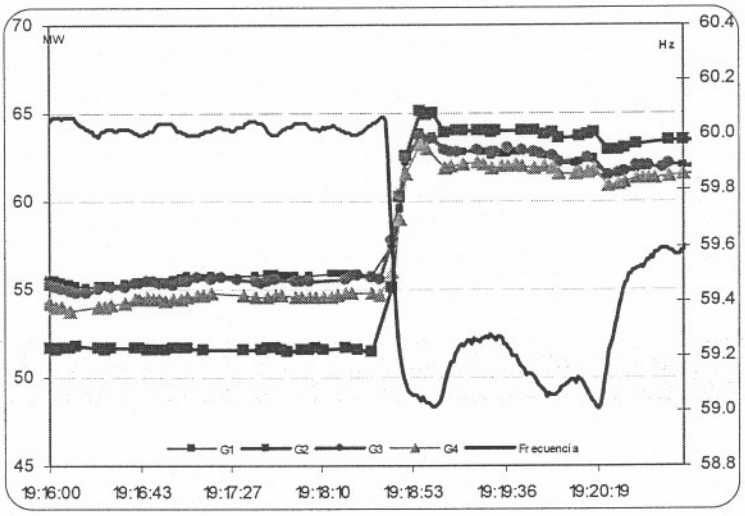

Figura 8. Respuesta de los grupos de la C.H. Huinco durante el evento.

Evaluación de la Reserva Fría

6.11 El procedimiento PR-12, numeral 8.2.3 del COES-SINAC señala que en todo momento de la operación debe mantenerse una reserva fría equivalente al 10% de la demanda. La demanda del SEIN es de 3712,21 MW, por lo tanto la reserva fría debería ser por lo menos de 371 MW. Sin embargo en el cuadro 2 se aprecia que no se cumplía con ese valor.

Cuadro 2. Unidades Disponibles en el SEIN para la Reserva Fría

Nº	CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)	TIEMPO DE ARRANQUE (MIN)
1	C.T. Chilina (TV2)	6,19	561,6
2	C.T. Chilina (TV3)	9,90	516,6
3	C.T. Chilina (CC)	16,69	19,8
TOTAL		**32,78**	

El motivo por el cual no se cumplió este porcentaje del 10% fue porque se encontraban indisponibles por mantenimiento un total de 597,132 MW, sin contar con la restricción que tenía la C.H. Mantaro (S.A.M.) por la limpieza del área de represamiento (purga)

en la presa de Tablachaca. La C.H. Mantaro para realizar la purga de Tablachaca, disminuyó su generación desde 650 MW hasta 419,88 MW, manteniéndose en este valor.

Comportamiento de la Frecuencia del SEIN

6.12 La frecuencia en el SEIN luego de 25 s de su disminución, se recuperó desde 59,01 Hz hasta 59,269 Hz por la acción de la reserva primaria. Luego comenzó a disminuir debido al incremento de la demanda y al déficit de reserva de potencia activa en el SEIN. Como consecuencia, la frecuencia disminuyó hasta 59,006 Hz activando el ERACMF. También se mantuvo alrededor de 59,1 Hz durante 31,650 s (ver Figura 9), por lo cual se activó la "*Etapa de Reposición*" del ERACMF.

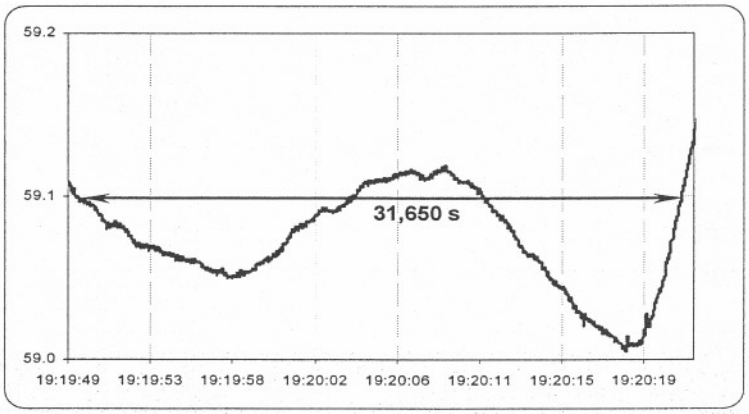

Figura 9. Activación de la Etapa de Reposición del ERACMF (GPS Lima).

6.13 La etapa de reposición del ERACMF para el año 2007 (Ver Cuadro 3) tiene un ajuste de umbral de: f = 59,1 Hz y t = 30 segundos. Al cumplirse las condiciones fijadas operaron los relés de mínima frecuencia, enviando la orden de desconexión de carga.

Cuadro 3. Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia del SEIN para el año 2007

Número de Etapas	Porcentaje de rechazo en c/etapa	RELES POR UMBRAL SEIN		RELES POR DERIVADA DE FRECUENCIA (3)						
				ZONA NORTE		ZONA CENTRO		ZONA SUR (4)		ARRANQUE
		(Hz)	(s)	(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	(Hz / s)	(s)	Hz
1	5,2%	59,00	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
2	7,8%	58,90	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
3	4,0%	58,80	0,15	-0,75	0,30	-0,65	0,15	-1,1	0,15	59,8
4	10,0%	58,70	0,15			-1,1	0,15	-1,5	0,15	59,8
5	10,0%	58,60	0,15			-1,4	0,15	-2,1	0,15	59,8
6	7,0%	58,50	0,15	(3) La temporización de los relés de derivada no incluye el tiempo requerido por cada relé para la medición de la derivada de la frecuencia.						
7 (1)	4,0% (1)	58,40	0,15							
Reposición	2,5% (2)	59,10	30,0							
(1) Porcentaje de rechazo de 8% para las cargas del área Norte, desde la subestación Chimbote. (2) Respaldo para reponer la frecuencia si luego de los rechazos se queda por debajo de 59,1 Hz				(4) En la Zona Sur, la temporización de los relés de derivada de frecuencia de las cargas asociadas a las subestaciones Quencoro, Cachimayo, DoloresPata, Machupicchu y Abancay es 0,35 s						

6.14 Con la actuación del ERACMF la frecuencia en el SEIN subió hasta 59,619 Hz, pero como la demanda seguía aumentando y había déficit de reserva (potencia activa) en el SEIN, la frecuencia disminuyó (ver Figura 10). Por esta razón, el Coordinador del SEIN dispuso que el cliente libre Cementos Lima realice un rechazo manual en sus intalaciones, y dispuso al cliente libre Aceros Arequipa que se mantenga con carga baja, ya que este cliente en estos periodos sube su carga.

Al continuar el déficit de reserva no se pudo recuperar inmediatamente los suministros interrumpidos por la actuación del ERACMF.

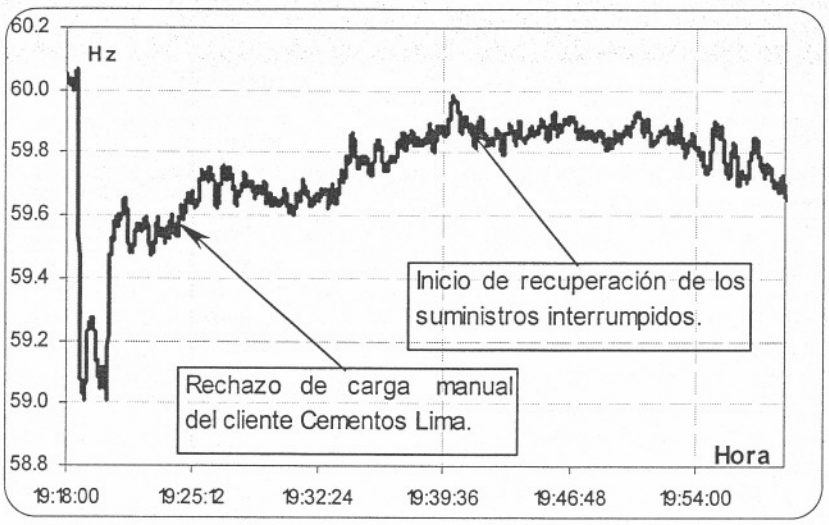

Figura 10. Activación de la Etapa de Reposición del ERACMF (GPS Lima).

7. TRANSGRESIONES A LA NTCSE:

7.1 No hubo trasgresiones, según la NTCSE para los casos de fallas en el sistema de transmisión.

7.2 Las transgresiones a la calidad del suministro de los clientes sujetos a compensaciones, de acuerdo con el numeral 6.1 de la NTCSE, por las interrupciones de suministro son:

N°	CLIENTES	S.E	POTENCIA (MW)	DURACIÓN (MIN)	SECTOR TÍPICO (*)	MOTIVO
1	Doe Run - Local 1 y Local 2	Oroya	0,40	21,00	CL(**)	RACMF – 1° ETAPA
2	EDN - Chavarría (CH-01)	Chavarría	1,28	64,32	1	
3	EDN - Barsi (K-02)	Barsi	1,55	95,50	1	
4	EDN - Pando (PA-05)	Pando	2,52	111,43	1	
5	EDN - Maranga (MA-11)	Maranga	2,54	35,32	1	
6	EDN - Barsi (K-21)	Barsi	1,33	94,53	1	
7	EDN - Barsi (K-09)	Barsi	2,12	94,12	1	
8	EDN - Pershing (Q-06)	Pershing	4,30	53,87	1	
9	EDN - Pershing (Q-14)	Pershing	4,64	51,02	1	
10	EDS - Pachacamac (PA03)	Pachacamac	2,99	36,90	1	
11	EDS - Pachacamac (PA04)	Pachacamac	4,09	37,52	1	
12	EDS - Pachacamac (PA05)	Pachacamac	3,59	94,18	1	
13	EDS - Pachacamac (PA06)	Pachacamac	3,60	94,50	1	
14	ELC - Oroya	Oroya	0,10	21,00	3	

15	Shougang (TL2)	San Nicolás	3,60	30,00	CL(**)	
16	Minera Yanacocha	La Pajuela	0,70	3,00	CL(**)	
17	EDN - Tomás Valle (TV-01)	Tomás Valle	3,75	29,62	1	RACMF – ETAPA DE REPOSICIÓN
18	EDN - Tomás Valle (TV-02)	Tomás Valle	3,55	29,62	1	
19	EDN - Tomás Valle (TV-03)	Tomás Valle	4,01	110,70	1	
20	EDN - Tomás Valle (TV-04)	Tomás Valle	3,07	32,83	1	
21	EDN - Tomás Valle (TV-05)	Tomás Valle	3,43	109,45	1	
22	EDN - Tomás Valle (TV-07)	Tomás Valle	3,79	23,28	1	
23	EDS - Balnearios (Z10)	Balnearios	3,91	20,83	1	
24	EDS - Balnearios (Z14)	Balnearios	2,67	21,27	1	
25	EDS - Balnearios (Z15)	Balnearios	3,34	27,02	1	
26	EDS - Balnearios (Z20)	Balnearios	3,19	27,35	1	
27	EDS - Villa María (VM12)	Villa María	4,93	35,28	1	
28	EDS - Villa María (VM14)	Villa María	5,18	35,10	1	
29	ELN - Chiclayo Oeste (C-216)	Chiclayo Oeste	1,86	6,65	2	
30	Cementos Lima	Atocongo	16,00	37	CL (**)	Restricción del CCO-COES
31	Aceros Arequipa	Aceros Arequipa	35,00	30	CL (**)	
SUB TOTAL			**137,02**			

(*) Resolución del Consejo Directivo OSINERG N° 157-2005-OS/CD del 30,06,2005 y D.S. Nº 004-2006-EM.
(**) Cliente Libre

7.3 Las transgresiones a la calidad del suministro de los clientes no sujetos a compensaciones, de acuerdo con las notas 1, 2 y 3 del Título III y numeral 6.1.2 de la NTCSE, así como de la Resolución OSINERG Nº 157-2005-OS/CD, se indican en el siguiente cuadro:

N°	CLIENTES	S.E.	POTENCIA (MW)	DURACIÓN (MIN)	SECTOR TÍPICO (*)	MOTIVO
1	ESE - Yauri	Tintaya	1,21	13,00	5	RACMF
2	ESE - Chuquibambilla (Salidas 1 y 3)	Andahuaylas	0,75	26,00	5	
SUB TOTAL			**1,96**			

(*) Resolución del Consejo Directivo OSINERG N° 157-2005-OS/CD del 30,06,2005 y D.S. Nº 004-2006-EM.

8. CONCLUSIONES:

8.1 La desconexión de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla se debió a una falla en *el software* del sistema de control.

8.2 La primera actuación del ERACMF se debió a la disminución de la frecuencia en el SEIN (59,01 Hz), ante el desbalance carga-generación, al perderse el aporte de los 150 MW de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla.

8.3 La segunda actuación del ERACMF se produjo por la disminución de frecuencia desde 59,259 Hz hasta 59,005 Hz debido al déficit de reserva, cuando la demanda en el SEIN se encontraba en plena rampa de las horas punta.

8.4 La deficiente actuación de la RPF se debió principalmente a una inadecuada asignación de 60 MW de reserva a la C.H. Mantaro cuando se encontraba limitada por limpieza del área de represamiento (purga) en Tablachaca.

8.5 Los tiempos prolongados en la recuperación de los suministros, el rechazo manual de carga en instalaciones del cliente Cementos Lima y la postergación de toma de carga del cliente Aceros Arequipa, se debió al déficit de reserva fría en el SEIN, para atender esta situación, ya que esta no cumplía con estipulado en el numeral 8.2.3 del PR-12, durante este evento.

8.6 La transgresión a la calidad del suministro conforme a la NTCSE que se muestran a continuación, se produjo debido al motivo explicado en los numerales 8.1, 8.2, 8.3, 8.4 y 8.5.
En consecuencia, las empresas identificadas como responsable por dichas transgresiones son EDEGEL y el COES de acuerdo al siguiente detalle:

FECHA HORA DEL EVENTO	SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERUMP (MW)	HORA INICIO	HORA FINAL	TIEMPO DURACIÓN (minutos)	IDENTIFICACIÓN DE LAS EMPRESAS TRANSGRESORAS DE LA NTCSE (*)	
21.03.07 19:18 h	Doe Run - Local 1 y Local 2	0,40	19:19:00	19:40:00	21,00		
	EDN - Chavarría (CH-01)	1,28	19:19:27	20:23:46	64,32		
	EDN - Barsi (K-02)	1,55	19:19:28	20:54:58	95,50		
	EDN - Pando (PA-05)	2,52	19:19:36	21:11:02	111,43		
	EDN - Maranga (MA-11)	2,54	19:19:46	19:55:05	35,32		
	EDN - Barsi (K-21)	1,33	19:20:44	20:55:16	94,53		
	EDN - Barsi (K-09)	2,12	19:20:45	20:54:52	94,12		
	EDN - Pershing (Q-06)	4,30	20:01:12	20:55:04	53,87		
	EDN - Pershing (Q-14)	4,64	20:01:12	20:52:13	51,02	EDEGEL	50%
	EDS - Pachacamac (PA03)	2,99	19:20:20	19:57:14	36,90		
	EDS - Pachacamac (PA04)	4,09	19:20:20	19:57:51	37,52	COES	50%
	EDS - Pachacamac (PA05)	3,59	19:20:20	20:54:31	94,18		
	EDS - Pachacamac (PA06)	3,60	19:20:20	20:54:50	94,50		
	ELC - Oroya	0,10	19:19:00	19:40:00	21,00		
	Minera Yanacocha	0,70	19:18:00	19:21:00	3,00		
	Shougang (TL2)	3,60	19:18:00	19:48:00	30,00		
	EDN - Tomás Valle (TV-01)	3,75	19:20:42	19:50:19	29,62		
	EDN - Tomás Valle (TV-02)	3,55	19:20:42	19:50:19	29,62		
	EDN - Tomás Valle (TV-03)	4,01	19:20:42	21:11:24	110,70		

Sigue a la siguiente página..

viene de la página anterior

FECHA HORA DEL EVENTO	SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERUMP (MW)	HORA INICIO	HORA FINAL	TIEMPO DURACIÓN (minutos)	IDENTIFICACIÓN DE LAS EMPRESAS TRANSGRESORAS DE LA NTCSE (*)
21.03.07 19:18 h	EDN - Tomás Valle (TV-04)	3,07	19:20:42	19:53:32	32,83	EDEGEL 50%
	EDN - Tomás Valle (TV-05)	3,43	19:20:42	21:10:09	109,45	
	EDN - Tomás Valle (TV-07)	3,79	19:20:42	19:43:59	23,28	
	EDS - Balnearios (Z10)	3,91	19:20:20	19:41:10	20,83	
	EDS - Balnearios (Z14)	2,67	19:20:20	19:41:36	21,27	
	EDS - Balnearios (Z15)	3,34	19:20:20	19:47:21	27,02	
	EDS - Balnearios (Z20)	3,19	19:20:20	19:47:41	27,35	COES 50%
	EDS - Villa María (VM12)	4,93	19:20:20	19:55:37	35,28	
	EDS - Villa María (VM14)	5,18	19:20:20	19:55:26	35,10	
	ELN - Chiclayo Oeste (C-216)	1,86	19:20:25	19:27:04	6,65	
	Cementos Lima	16,00	19:40:00	20:17:00	37,00	
	Aceros Arequipa	35,00	20:40:00	21:10:00	30,00	

9. RECOMENDACIONES

9.1 **A EDEGEL:** Informar a la DOCOES las causas del problema presentado en el software de control de la unidad TG4 de la C.T. Ventanilla y las acciones correctivas implementadas.

9.2 **AL COES:** Implementar una metodología de reparto eficiente de la Reserva Primaria de Frecuencia (RPF).

9.3 **A ENERSUR:** Evaluar e informar a la DOCOES sobre el comportamiento presentado por las unidades TV3 y TV4 de la C.T. Ilo-1 en el momento de ejercer la RPF, ya que mostraron una operación opuesta; en la cual, la unidad TV3 subió generación mientras que la unidad TV4 bajo su generación.

San Isidro, 13 de abril de 2007

Ing. ANDRES VARGAS VIA
Jefe División de Evaluación
COES-SINAC
Reg. CIP. 17244

Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES-SINAC